

• Kotek Péter–Selei Adrienn–Takácsné Tóth Borbála •

## AZ ÉSZAKI ÁRAMLAT–2 GÁZVEZETÉK MEGÉPÍTÉSÉNEK HATÁSA A GÁZÁRAKRA ÉS A VERSENYRE\*

A tanulmány gázpiaci modellezéssel elemzi az Északi Áramlat–2 gázvezeték hatását az európai országok nagykereskedelmi gázárait és az európai gázpiaci versenyre. Megvizsgálja azt is, hogy mindez hogyan változtatja meg a kelet-közép-európai régióban tervezett infrastruktúraprojektek várható megtérülését. Az eredmények azt mutatják, hogy az Északi Áramlat kibővítése a hosszú távú szerződéses útvonalak módosulása miatt csökkenti azokat a kapacitásokat, amelyek lehetővé teszik a régió hozzáférését a nyugati likvid gázpiacokhoz. Ez növeli a jelenlegi árkülönbséget Európa keleti és nyugati régiói között, hátráltatva a gázpiaci integrációt. A kibővítés jóléti hatásai összességében negatívak lesznek, s a jólétsökkenés legnagyobb részét a kelet-közép-európai fogyasztók és rendszerüzemeltetők szenvedik el. Az elemzés arra is rámutat, hogy a hosszú távú szerződéses útvonalak módosításával várhatóan kialakuló nyugat-keleti szűkületek új szállítási útvonalak megépítését teszik indokolttá, ami összesen közel egymilliárd euró többletberuházást igényel a kelet-közép-európai régióban.

### BEVEZETÉS

Az Európai Unió 2015-ben gázellátásának közel 80 százalékát Oroszországból, Norvégiából, Észak-Afrikából és a cseppfolyósított földgázt (*Liquefied Natural Gas, LNG*) exportáló országokból – például Katarból és Nigériából – beáramló importból fedezte. A csökkenő európai kitermelés miatt az import aránya várhatóan tovább nő, a Nemzetközi Energiaügynökség (*International Energy Agency, IEA*) előrejelzése szerint 2040-re eléri a fogyasztás 83 százalékát (*IEA [2015]*).

Az elmúlt évtizedben sok szó esett a több országon áthaladó vezetékek (Nabucco, Déli Áramlat, Török Áramlat, Transz-adriai gázvezeték stb.) megépítésének szükségességéről, melyek az európai piacokra délkeleti irányból szállították volna a földgázt. Ezek a szállítási útvonaljavaslatok azonban sorban meghíúsultak, az egyetlen beruházási döntést elért projekt a Transz-adriai gázvezeték (*Trans Adriatic Pipeline, TAP*), amely ha megépül, évi 10 milliárd köbméter azeri gázt szállít 2020 után Törökországon keresztül Olaszországba.

\* A tanulmány részben épít a Külügyminisztérium számára készített LNG lehetőségei a Duna Régióban című munkára. A szerzők köszönik Kaderják Péter és Kácsor Enikő javaslatait és kritikáit.

A cikkben tárgyalt Északi Áramlat–2 elnevezésű nagynyomású gázvezeték projektje a 2012 óta működő Északi Áramlat–1 vezeték kapacitását növelné a duplájára 2020-ra.<sup>1</sup> Az Északi Áramlat egy 1200 kilométer hosszú tenger alatti gázvezeték, ami közvetlen összeköttetést biztosít az orosz kitermelés és az egyik legnagyobb európai gázfogyasztó ország, Németország között.<sup>2</sup> Összességében a kibővített vezeték kapacitása 110 milliárd köbméter lesz, ami összevethető a teljes Európába és Törökországba irányuló orosz gázexporttal, ami 160 milliárd köbméter volt 2015-ben.<sup>3</sup>

A Gazprom a kibővített új csövön Ukrajna elkerülésével szállítaná a gázt Európába. A Gazprom és a konzorciumban részt vevő többi vállalat<sup>4</sup> azzal érvel, hogy a csökkenő európai kitermelés miatt megnövekedett gázimportigény kiszolgálása és az ellátásbiztonság javítása a projekt fő hozadéka.

A projekt ugyanakkor jelentős politikai ellenállásba ütközik, 2016 márciusában kilenc kelet-európai EU-tagállam kormányfője írta alá azt a levelet, amelyben kéri az Európai Bizottság és az Európai Tanács vezetésének fellépését a projekt ellen, elsősorban ellátásbiztonsági érvekre hivatkozva.<sup>5</sup> A heves reakciók részben a geopolitikai természetű nagy játszmák összefüggésében érthetők meg, amelynek része a kelet-közép-európai államok Oroszországgal szembeni történelmi gyanakvása, ami az elmúlt évek Ukrajnával kapcsolatos fejleményei miatt új erőre kapott.

Az orosz diverzifikációs stratégia egyik legfontosabb eleme az ukrán tranzittól való függőség csökkentése. Oroszország 1990-ben még teljes egészében Ukrajnán keresztül szállította az Európába és Törökországba irányuló exportját, ezt mára több lépésben (1994-ben a Jamal átadásával, 2003-ban a Kék Áramlat megépítésével, majd 2012-ben az Északi Áramlat–1.<sup>6</sup> elkészültével) csökkentette le 50 százalékra (*Hafner*–

<sup>1</sup> Ebben az írásban az Északi Áramlat–2 és az Északi Áramlat *bővítése* ugyanazt a projektet jelöli, és a jelenlegi 55 milliárd köbméter éves kapacitást évi 110 milliárd köbméterre bővíti.

<sup>2</sup> A Gazprom Európába és Törökországba irányuló összes évi exportmennyiségének – amely 2015-ben 160 milliárd köbmétert tett ki – harmadát (45 milliárd köbmétert) Németország fogyasztja el. Összehasonlításképpen Magyarországra 5,9 milliárd köbmétert gáz érkezett 2015-ben (Gazprom Export, Eurostat).

<sup>3</sup> Forrás: <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics>.

<sup>4</sup> Az Északi Áramlat–2 konzorcium tervezett tulajdonosi összetétele: az orosz Gazprom (50 százalék), német Uniper (10 százalék) és a német Wintershall (10 százalék), Egyesült Királyság Royal Dutch Shell (10 százalék), osztrák OMV (10 százalék) és a francia Engie (korábban GDF Suez, 10 százalék) (Forrás: <http://www.nord-stream2.com/our-company/prospective-shareholders>).

<sup>5</sup> Az aláíró országok: Csehország, Magyarország, Lengyelország, Szlovákia, Románia, Észtország, Lettország, Litvánia, Horvátország (<http://uk.reuters.com/article/uk-eu-energy-nordstream-idUKKCN0W11YV>).

<sup>6</sup> A Jamal vezeték Észak-Nyugat-Szibériából Belaruszon és Lengyelországon keresztül szállítja a gázt Németországba, kapacitása évi 33 milliárd köbméter. A Kék Áramlat (*Blue Stream*) Oroszországból a Fekete-tenger alatti csővezetéken szállítja a gázt Törökországba, kapacitása évi 16 milliárd köbméter, de kétszeresére bővíthető. Az Északi Áramlat (*Nord Stream*) Oroszországot közvetlenül köti össze a Balti-tenger alatt húzódó csővezetéken Németországgal, mint már említettük: 2012-re készült el évi 55 milliárd köbméter kapacitással.

*Tagliapietra* [2015]). A Déli Áramlat ennek az Ukrajnát elkerülő útvonalnak az utolsó része lett volna, de 2014-ben végleg lekerült a napirendről, helyette az Északi Áramlat 2019-re történő bővítését tűzték ki célul. A konzorcium már a tervezési szakaszból a megvalósítási szakaszba lépett azzal, hogy a csővezetékek tendereztetését is befejezte. Az építés kezdetét 2017 elejére tervezik. A tervek szerint a Gazprom elsősorban a nyugat- és közép-európai piacok fogyasztását biztosító gázmennyiségeket szállítaná az új infrastruktúrán, Ukrajna és a Balkán egy részének gázigényét 2019 után is a létező ukrán hálózaton rendezné.

A tanulmány fő kérdése, hogy az új vezeték megépítése és az orosz hosszú távú szerződések útvonalában történő változás hogyan hat az európai országok nagykereskedelmi gázáraira és az európai gázpiaci versenyre. A cikk következő fejezete a piaci és a szabályozási környezetet tárgyalja, majd modellezési eszközökkel vizsgáljuk az Északi Áramlat–2 vezeték megépítésének hatását a gázárakra, gázáramlásokra és a piaci szereplők jólétére az általunk legvalószínűbbnek tartott hosszú távú szerződéses feltételezések esetén. A modellezési fejezet második része azt vizsgálja, hogy az Északi Áramlat kapacitásának növelése hogyan változtatja meg a kelet-közép-európai régióban tervezett infrastruktúraprojektek várható megtérülését. Végül a kiemeljük a projekt magyar piacra vonatkozó eredményeit, és szakpolitikai ajánlásokat teszünk.

## A PIACI ÉS A SZABÁLYOZÁSI KÖRNYEZET

Az európai energiapiaci szabályozás egyik központi célja az egységes belső piac, a gázpiaci integráció megteremtése. A három nagy energiaszabályozási csomagon túl az EU a 347/2013-as rendeletével megteremtette a kereteit annak, hogy kiemelten fontos európai beruházási projekteket szabályozási szempontból (elsősorban gyorsított engedélyezés útján) támogasson (*EU* [2013a]). Kiemelten fontosnak elsősorban azok a projektek tekinthetők, amelyek a hiányzó nyugat-keleti és észak-déli összeköttetéseket biztosítják, az elszigetelt piacok megszüntetésére irányulnak, vagy a vezetékek kétirányúvá alakítását célozzák meg. A 1316/2013-es EU-rendelet (*EU* [2013b]) az Európai Hálózatfinanszírozási Eszköz (*Connecting Europe Facility, CEF*) létrehozásával forrásokat is rendelt az említett célokat elősegítő közös érdekű európai projektek (*Projects of Common Interest, PCI*) pénzügyi támogatásához.

2010 után jelentős mennyiségű infrastruktúra épült az ellátásbiztonság javítására. Ilyenek a magyar–román, a horvát–magyar, szlovák–magyar kétirányú új határkeresztezők, és a meglévő kelet–nyugati nagy vezetékek kétirányúvá tétele. Ezek közül piacintegrációs szempontból a legnagyobb jelentőségű a cseh–szlovák és szlovák–ukrán metszék, ahol a szállítások iránya a piaci áraknak megfelelően változhat, és ahol az áramlási irány 2014-ben már jellemzően nyugat–kelet irányú volt. A rövid távú (spot) gázforrások ára olyan felső korlátként is funkcionált, ami az orosz gáznak az ukrán piacon is versenyt teremtett, tehát lényegesen javította az ukránok tárgyalási pozícióját

az oroszokkal szemben.<sup>7</sup> A Naftogaz 2015 végén 224 dollár/ezer köbméterért vásárolta az Európából érkező gázt. Ennek hatására az év eleji 329 dollár/ezer köbméteres orosz gázárát a Gazprom 227 dollár/ezer köbméterre mérsékelte (*Naftogaz* [2016]).

Megállapítható, hogy az európai gázpiacokon tapasztalható túlkínálat és az elmúlt évek belső infrastruktúrafejlesztései mára meghozták a gyümölcsüket, és a korábban tapasztalható jelentős árkülönbség Európa nyugati és keleti fele között jelentősen csökkent, a legjobban összekötött országok esetében pedig gyakorlatilag megszűnt. Az európai gázhálózaton a korábbi évekhez képest alig tapasztalható szűkölet.

Bár az Európai Unió jelenleg is importból fedezi a gázfogyasztásának jelentős hányadát, ez a gázimportfüggőség – a mérséklődő kereslet ellenére – az egyre csökkenő hazai kitermelésnek köszönhetően a következő években várhatóan tovább növekszik. Ezt a megnövekedett importigényt a Gazprom tervezi kiszolgálni, amely rendelkezik olyan kitermelési mezőkkel, amelyek a forrásokat versenyképes áron képesek biztosítani. Ugyanakkor ennek a növekvő importigénynek a kielégítéséért várhatóan más – elsősorban cseppfolyósított földgáz – források is versenyezni fognak. 2015 óta ugyanis az ázsiai gázkereslet csökkenésének köszönhetően eltűnt az ázsiai piacok ártöbblete Európához képest, ami növelte az európai piacok relatív vonzerejét az cseppfolyósított földgázt exportáló országok számára. Mindezek fényében egyfajta stratégiai játszma várható, amelynek során az egyik fő kérdés, hogy a belépési pontok megfelelő megválasztásával ki tud közelebb kerülni a nagy európai piacokhoz. A hosszú távú szerződések útvonalának megválasztásával pedig a Gazpromnak lehetősége nyílna arra is, hogy elvágja a versenytársai útját a többi kisebb piactól is.

### A csővezetékek szabályozása

Az európai gázpiaci integrációnak mint minden hálózatos iparágnak kulcsfontosságú eleme a hálózathoz való szabályozott áron történő hozzáférés (*Regulated Third Party Access, rTPA*). Ez a nagykereskedelmi verseny megteremtésének alapfeltétele. A hosszú távon megtérülő nagyberuházások esetében ugyanakkor lehetőség van bizonyos feltételek fennállása esetén ez alól mentességet kérni, például abban az esetben, ha a mentesség megadása nélkül a beruházás meg sem valósulna.

Az Északi Áramlat–1 tenger alatti szakaszának megépítése mellett szükség volt a gázhálózat fejlesztésére a szárazföldön is, hogy a beérkező nagy mennyiségű gázt el tudják juttatni a fogyasztókig. A Németországot Csehországgal összekötő OPAL vezetékre és az észak-európai gázvezetésekre (NEL)<sup>8</sup> – tulajdon-

<sup>7</sup> Erről és a vezetékek kétirányúvá alakításának szerepéről bővebben lásd a REKK IEA számára készített 2014-es összefoglalóját (*REKK* [2014]).

<sup>8</sup> North European Gas Pipeline, az Északi Áramlattól Németország tengerparti részén vezet. Rehdénbe, összekötve olyan városokat, melyeket eddig többnyire az észak-tengeri földgáztartalékokból láttak el.

képpen az Északi Áramlat szárazföldi szakaszaira – a német hatóságok megadták a Gazpromnak a kapacitás 100 százalékára a szabályozott harmadik feles hozzáférés (rTPA) alóli mentességet, ezt azonban az Európai Versenyhatóság nem hagyta jóvá, csupán a kapacitás 50 százalékának erejéig. Hosszas tárgyalás után úgy tűnt, megegyezés születik arról, hogy a Gazprom akár 100 százalékban is használhatja a vezetéket abban az esetben, ha a nyilvános aukciókon nincsen rá más jelentkező. A megegyezés azonban az ukrán események miatt megromló orosz–európai viszony miatt nem jött létre (*Stern és szerzőtársai* [2015]).

Több cikk is foglalkozik azzal, hogy milyen mértékben használja az Európai Bizottság a szabályozási keretrendszer, ezen belül is elsősorban a harmadik feles hozzáférés alóli mentességet geopolitikai céljainak elérésére (*Pirani–Yafimava* [2016], *Goldthau–Sitter* [2015], *Goldthau* [2016]). A gázforrás-diverzifikációt erősítő projektek esetén például a Bizottság jellemzően megadja a harmadik feles hozzáférés alóli felmentést, míg az orosz beruházásokkal szemben az eljárások elhúzódnak, a politikai kapcsolatok elhidegülése esetén meg is torpannak. Kétségtelen, hogy a Gazprom által kezdeményezett – egyébként szintén sokak által geopolitikai indítatásának bélyegzett – infrastruktúra-fejlesztések kevés európai uniós támogatást, de annál több vizsgálatot és kritikát vontak maguk után.

A fenti tapasztalatok alapján a tengeri szakaszon a beruházó nem számít problémákra a harmadik feles hozzáférés tekintetében, ami főképp azzal magyarázható, hogy ebben az esetben nincs olyan alternatív szállító a beruházó konzorcium mellett, amely az orosz belépési ponton gázt tudna betáplálni a rendszerbe. A szárazföldi szakaszokkal kapcsolatban az alábbi lehetőségek képzelhetők el:

- a Gazprom 100 százalék mentességet kér a harmadik fél hozzáférése alól (ezt valószínűleg nem fogja megkapni),
- a Gazprom 50 százalék mentességet kér a harmadik fél hozzáférése alól, és a többi kapacitást használja, amennyiben más szállító a nyilvános aukciókon azokra nem tart igényt (ezt valószínűleg megkapja, de van benne kockázat, hogy nem jut mindig megfelelő mennyiségű kapacitáshoz),
- a Gazprom nem kér mentességet, hanem úgy tárgyalja újra a vevőivel a hosszú távú szerződéseit, hogy a gázt Németországban adja át Greifswaldnál (az Északi Áramlat belépési pontjánál a német hálózatba), a továbbszállítás már a vevő dolga.

#### A hosszú távú szerződések módosításának szükségessége

Az orosz hosszú távú gázvásárlási szerződések átadási pontnak jelenleg tipikusan a vevő országának határát jelölik meg (*Pirani–Yafimava* [2016]). Amennyiben ezek a szerződések az Északi Áramlat–2 megépülése és ezzel együtt az ukrán tranzit leállítását követően járnának le, azokat a felek kölcsönös megegyezése alapján módosítani

kell ahhoz, hogy változhasson a szállítás útvonala. Ez a folyamat igen hosszadalmas, ráadásul az átadási pont újratárgyalása több, a Gazprom számára előnytelen változás lehetőségét is előrevetíti. Ilyen kockázat, hogy a vevők az átadási pont változtatását esetleg más szerződéses feltételek, különösen az ár és az árazási módszertan felülvizsgálatára is fel akarják majd használni.

Mindezek alapján a modellezésünk alapjául egy olyan forgatókönyvet választottunk, amelyben a Gazprom a megváltozott útvonalon – Ukrajna helyett az Északi Áramlaton szállítva – az országhatárig juttatja el a vevőknek a hosszú távú szerződéses gázt, akár azt is vállalva, hogy a szállítási útvonal meghosszabbítása miatt fellépő költségeket teljes mértékben magára is vállalja.

## A MODELLEZÉS

### Szakirodalmi háttér

Ebben a fejezetben röviden bemutatjuk az elemzések során használt Európai Gázpiaci Modell (*European Gas Market Model, EGMM*) főbb tulajdonságait, kiemelve a más szakirodalomban használt modellektől való eltéréseket. Ezt követően annak a néhány tanulmánynak a következtetéseit foglaljuk össze, amelyek az Északi Áramlat bővítésének hatását vizsgálják modellezési eszközökkel.

Gázpiaci modellek széles körét használják az európai és globális gázpiacok elemzésére.<sup>9</sup> Az itt használt modell egyik legfontosabb tulajdonsága, hogy az eddigi modelleknel részletesebben szerepelnek benne a hosszú távú gázszerveződések okozta piaci korlátok, ami által behatódobban vizsgálható az Északi Áramlat bővítésével járó várhatóan előálló szerveződések változások (elsősorban a szerveződés szállítási útvonala és átadási pontok változása). Míg a legtöbb széles körben használt gázmodell feltételez valamilyen stratégiai interakciót a piaci szereplők között, az itt használt EGMM modell árelfogadó viselkedést feltételez. Ez az egyszerűsítő feltevés – bár nyilvánvalóan vannak hátrányai – nagyfokú részletezettséget tesz lehetővé: országok szerinti és havi részletezésű modellezést. A 35 európai országra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerveződések adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell kiszámolja a tökéletes versenyzői piac dinamikus egyensúlyát alkotó egyensúlyi árakat, termelési, fogyasztási, gáztárolói ki- és betárolási mennyiségeket és a szerveződések, valamint a rövid távú (spot) szállítások mennyiségeit. Ezekből az outputokból az egyes piaci szereplők jóléte is számszerűsíthető. A modellszámítások egymást követő 12 hónapra vonatkoznak, amely időszakokra a piaci szereplők tökéletes előrelátással rendelkeznek. A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység (csak azt lehet kitérolni, amit korábban

<sup>9</sup> A különböző gázpiaci modellek összefoglalóját tartalmazza például Smeers [2008].

betároltak vagy kezdőkészletként elhelyeztek) és a hosszú távú szerződések szállítási korlátai teremtik meg.<sup>10</sup>

Bár az Északi Áramlat jelenleg üzemelő első ütemének a gázpiaci hatásait több korábbi tanulmány is modellezte (lásd például *Lochner–Bothe* [2007], *Holz és szerzőtársai* [2009], *Chyong és szerzőtársai* [2010]), a bővítés hatásait ez idáig csupán néhány tanulmány vizsgálta a gázpiaci modellezés eszközével. *Abrell és szerzőtársai* [2016] parciális egyensúlyi modell segítségével vizsgált négy hálózatbővítési forgatókönyvet, köztük az Északi Áramlat bővítésének a hatását. Eredményeik szerint az Északi Áramlat kapacitásának növelése átlagosan nagyjából 6 százalékkal csökkenti az európai nagykereskedelmi gázárakat, s ennek köszönhetően Európában összességében körülbelül 1 százalékos lesz a jólétnövekedés. Továbbá a kibővített kapacitást teljes mértékben ki fogják használni, ami az Oroszországból érkező import 20 százalékos növekedésével jár. *Dieckhöner és szerzőtársai* [2013] a TIGER modell segítségével vizsgálta különböző infrastruktúra-forgatókönyvek hatását, különös tekintettel az Északi Áramlat bővítésére. Az eredményeik igazolják azokat a várakozásokat, amelyek szerint a bővítés hatására jelentősen csökken a többi orosz gázt szállító tranzitvezeték kihasználtsága, és elsősorban Közép-Európában megváltozik az uralkodó gázáramlások iránya. Következtetésük szerint a gázáramlások jelentős megváltozása és néhány vezeték zsúfoltsága ellenére a tervezett infrastruktúraprojektek megvalósulása esetén 2019-re jelentős mértékű piacintegráció válik lehetségessé.

### Vizsgált forgatókönyvek és feltételezések

Első lépésben azt vizsgáljuk, hogy a referencia-forgatókönyvhöz képest milyen változásokat okoz az Északi Áramlat kapacitásának kibővítése, és ezzel párhuzamosan az orosz hosszú távú szerződések útvonalának módosulása. Feltételezéseink szerint a szállítási útvonalak a következőképpen változnak: a szerződésekben rögzített transzbalkáni gázvezetéken szállított gázmennyiségen kívül<sup>11</sup> minden, korábban orosz hosszú távú szerződésben rögzített, Ukrajnán át szállított gázmennyiség a kibővített Északi Áramlaton keresztül érkezik Európába.<sup>12</sup> Feltételezzük, hogy a szerződések árazása a vevő szempontjából semleges, azaz az adott országba ugyanazon az áron érkezik meg az orosz gáz, mint korábban.

A modellezéshez szükséges inputadatokat nyilvánosan elérhető forrásokból állítottuk össze: a földgázszállító, tárolói és újragázosító infrastruktúrát az ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) kapacitástérképe

<sup>10</sup> A modell részletesebb leírását adja *Selei–Takácsné Tóth* [2015].

<sup>11</sup> Továbbra is Ukrajnán keresztül szállítják a bolgár, görög, macedón, moldovai és román hosszú távú szerződéses gázmennyiséget.

<sup>12</sup> A hosszú távú szerződések útvonalainak részletes változásait lásd a *Függelékben*.



alapján, a keresletet az Eurostat és más nemzeti statisztikai hivatalok adatközlése alapján, az árakat a nyilvánosan elérhető tőzsdék (az európai gázpiacok számára meghatározó árindexként működő holland Title Transfer Facility, TTF) és statisztikai hivatalok árjelzései alapján képeztük.

Korábban bemutattuk, hogy Európa növekvő importigényének a kiszolgálásában a bővülő mértékben Európába érkező cseppfolyósított gáz jelentheti a Gazprom számára a fő versenytársat. Ennek megfelelően az Északi Áramlat bővítésének a hatását két különböző referencia-forgatókönyv mellett vizsgáljuk:

- a 2015-ös referencia-forgatókönyv a jelenlegi piaci viszonyokat jeleníti meg a cseppfolyósított gáz mérsékeltebb (évi 50 milliárd köbméter) kínálata mellett;
- a 2020-as referencia-forgatókönyvben a cseppfolyósított gáz globális kínálata erősebben jelenik meg Európában, nagyjából évi 100 milliárd köbméter érkezik a kontinensre.

Annak érdekében, hogy a valósághoz minél közelebbi eredményt kapjunk, a referenciánkban minimális mértékben megváltoztattuk a tényleges európai 2016-os gázinfrastruktúrát: az Északi Áramlat bővítésével egyidejűleg beépítettük a modellbe a kétirányú Csehországot Ausztriával összekötő (BACI) vezetékét, napi 195 gigawattóra kapacitással. Minden más körülmény (különösen az orosz szerződések határára, a kereslet, a külső források árazása, valamint az infrastruktúra díja) a 2015-ben megfigyelt tényadatokat tükrözi.

A 2020. évi referencia-forgatókönyv a következőkben tér el az ismertetett 2015-ös referencia-forgatókönyvtől:

- a globális cseppfolyósított gáz kínálata növekszik Európában: nagyjából évi 100 milliárd köbméter érkezik a kontinensre, szemben a 2015-ös évi 50 milliárd köbméterrel. Európa szempontjából ennek további beruházási költsége nincs, csupán a jelenleg üzemelő terminálok kihasználtsága lesz magasabb;
- az európai kereslet 2015-ről 2020-ra 7 százalékkal bővül – az európai hálózati infrastruktúra üzemeltetőit tömörítő szervezet (ENTSOG) tízéves hálózatfejlesztési tervének (*Ten-Year Network Development Plan, TYNDP*) „szürke” forgatókönyve alapján;
- az európai kitermelés 2015-ről 2020-ra 15 százalékkal csökken;
- a jelenleg végső beruházási döntéssel rendelkező beruházások valósulnak meg 2020-ra;
- a hosszú távú szerződések árát nagyban meghatározó olajárakra vonatkozóan 2020-ban a hordónkénti 50 dolláros árszintet feltételeztünk;<sup>13</sup> a 2015-ben érvényes orosz hosszú távú szerződések a 2020-as referencia-forgatókönyvben változatlan feltételekkel szerepelnek.

<sup>13</sup> Forrás: World Bank Commodity Outlook, 2016. január alapján REKK-becslés.



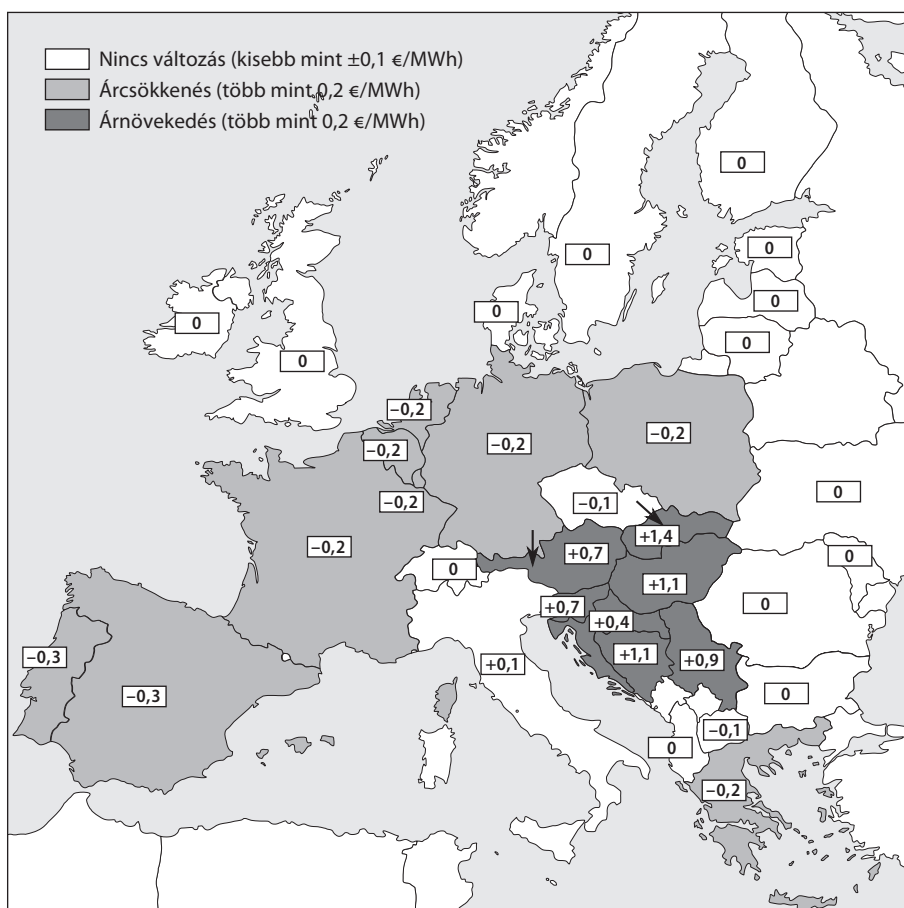
Mindkét vizsgált évre (2015-re és 2020-ra) bemutatjuk, hogy a szerződésekre vonatkozó fenti feltételezések esetén a referenciaesethez képest hogyan változik a gázpiaci verseny intenzitása. Ezt egyrészt az árak alakulásán, másrészt a nyugat–kelet irányú rövid távú (spot) áramlások alakulásán keresztül vizsgáljuk, hiszen az elmúlt években ezek az áramlások segítették elő, hogy a nyugat-európai országokból kedvezőbb áron jusson el gáz a kelet-európai országokba. Emellett kiterünk a kapacitásbővítés jóléti hatásaira is. Hipotézisünk szerint mivel a nyugat–kelet irányú vezetékeken a referenciaesethez képest nagyobb a leszállított orosz hosszú távú szerződéses mennyiség, kisebb kapacitás marad fenn a gázpiaci versenyt lehetővé tévő rövid távú (spot) áramlások céljára. Ennek köszönhetően várhatóan nagyobb árkülönbség alakul ki Európa nyugati és a keleti régiói között. A nagyobb árkülönbség jövedelmezővé tehet olyan infrastruktúraprojekteket, amelyeket a referenciaesetben társadalmi jóléti alapon nem érné meg megvalósítani. Ezt a hipotézist úgy vizsgáljuk meg, hogy a régió tervezett közös érdekű projektjeinek (PCI) megtérülését hasonlítjuk össze az Északi Áramlat kapacitásának bővítése nélkül, illetve amellelt.

## MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK

Az Északi Áramlat–2 megépítésének hatása a nagykereskedelmi gázárakra  
és a gázpiaci versenyre

Ahogy az *1. ábra* is mutatja, az Északi Áramlat bővítése következtében az orosz hosszú távú szerződések útvonalában valószínűsíthetően bekövetkező változás negatívan érinti a kelet-közép-európai régió országait (0,4–1,1 euró/megawattórával növekednek az éves átlagos nagykereskedelmi gázárak), míg a nyugat-európai nagykereskedelmi gázárak enyhe (0,2–0,3 euró/megawattóra) csökkenést mutatnak. Mindez azt eredményezi, hogy az Északi Áramlat bővítésével *ceteris paribus* növekszik az árkülönbség Európa keleti és nyugati országai között. Szintén látható, hogy a balkáni országokat, amelyek szerződéseinek útvonalában nem történik változás, nem érinti az Északi Áramlat bővítésének hatása. Ez alól csak Görögország kivétel, ahol a megnövekedett cseppfolyósított földgáz behozatalának köszönhetően megfigyelhető némi árcsökkenés.<sup>14</sup> A megnövekedett mennyiségű kelet–nyugat irányú gázáramlás miatt minden hónapban szűkület keletkezik a német–osztrák és a cseh–szlovák vezetékeken, valamint a hónapok nagy részében az osztrák–magyar és a szlovák–magyar vezetékeken is. A szűkületek miatt megfelelő mennyiségben nem áramolhat olcsóbb (spot) gáz a keleti országokba, így a nyugati és keleti országok között árkülönbség alakul ki.

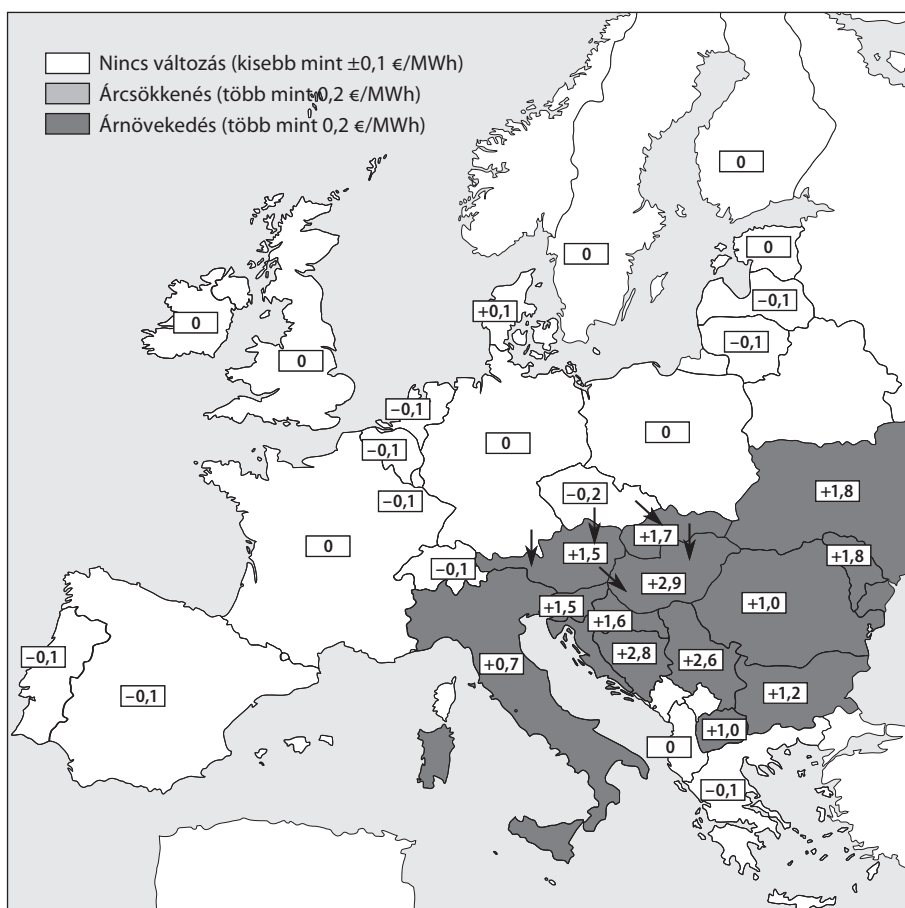
<sup>14</sup> A Nyugat-Európába érkező többlet orosz kínálat által kiszorított cseppfolyósított földgáz egy része érkezik Görögországba.



Megjegyzés: A téglalapok az Északi Áramlat kapacitásának bővítése következtében kialakuló árváltozás mértékét mutatják a referencia-forgatókönyvhöz képest, a nyílak a torlódott vezetéseket jelölik.

#### 1. ÁBRA • Az Északi Áramlat-2 megépítésének hatása az európai nagykereskedelmi gázárakra, árváltozás 2015-ös referencia-forgatókönyvhöz képest (euró/megawattóra)

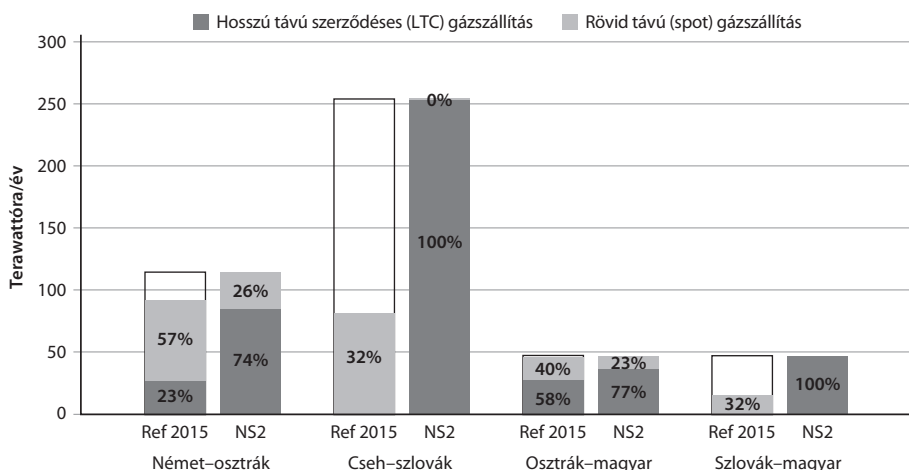
A 2020. évi referencia-forgatókönyvben a Kelet- és Nyugat-Európa között jelenleg is fennálló enyhe árkülönbözet megmarad, sőt kissé nő is, mivel az importigénytöbbletet kielégítő olcsó cseppfolyósított gáz elsősorban a visszagázosító terminállal rendelkező nyugat-európai országok számára érhető el. Ezen referenciakeretek mellett újból modelleztük az Északi Áramlat-2 megépítésének hatását, a fent ismertetett feltételezésekkel. Ahogyan a 2. ábra is mutatja, a 2015-ös referencia-forgatókönyvhöz viszonyítva a kelet-közép-európai régiót jobban sújtja az infrastruktúra megépülése, a nyugat-európai országokban pedig a korábbinál sokkal kisebb haszonra számíthatunk a cseppfolyósított gáz megnövekedett kínálata miatt.



Megjegyzés: A téglalapok az Északi Áramlat kapacitásának bővítése következtében kialakuló árváltozás mértékét mutatják a referencia-forgatókönyvhöz képest, a nyilak a torlódott vezetékeket jelölik.

## 2. ÁBRA • Az Északi Áramlat kibővítésének árhatása, árváltozás a 2020-as referencia-forgatókönyvhöz képest (euró/megawattóra)

Hipotézisünket, amely szerint az Északi Áramlat az európai hálózatban a szűk keresztmetszetek fokozásával tovább növeli az árkülönbséget Európa nyugati és keleti piacai között, igazolják mind a 2015-ös, mind a 2020-as referencia-forgatókönyvek alapján készített modellezési eredményeink. Ezt a helyzetet tovább rontja, hogy a szűk keresztmetszeteknek jóval nagyobb részét foglalja le a szerződéses gáz kapacitása, így kisebb kapacitás marad a rövid távú (spot) gáz versenyének. Illusztrációként bemutatjuk a régió szempontjából legfontosabb határkeresztező csővezetéseken (német–osztrák, cseh–szlovák, osztrák–magyar, szlovák–magyar határ) történő forgalmak alakulását. A rövid távú (spot) áramlások a német–osztrák és a cseh–szlovák határokon keresztül érkeznek a régióba.



Megjegyzés: Ref 2015: Referencia-forgatókönyv 2015; NS2: Északi Áramlat bővítése mellett.

### 3. ÁBRA • Hosszú távú szerződéses áramlások és rövid távú (spot) gázáramlások az Északi Áramlat bővítése esetén és anélkül, 2015

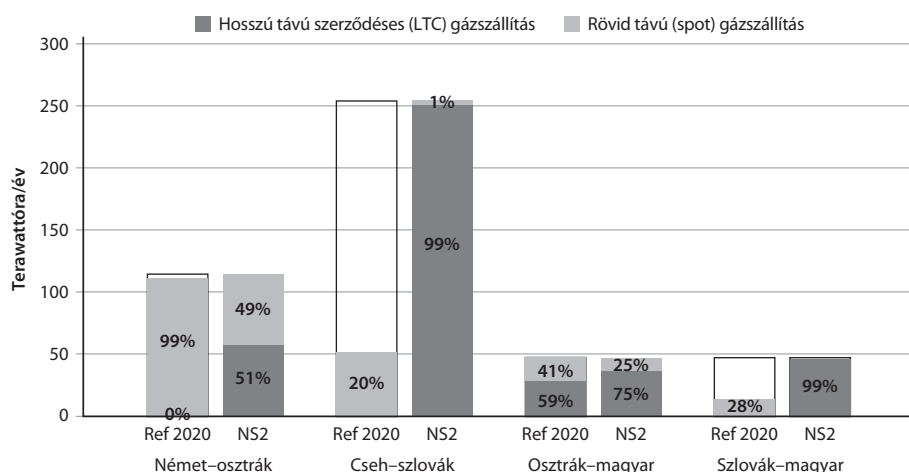
A 2015-ös modellezési forgatókönyvben a német–osztrák vezeték teljes kapacitásának 57 százalékát rövid távú (spot) áramlások kötik le, és 23 százalékban foglalja le hosszú távú szerződéshez köthető áramlás.<sup>15</sup> Az Északi Áramlat bővítése esetén erre a határra terelődne át a korábban Ukrajnán keresztül szállított osztrák szerződés teljesítése, így a vezeték közel háromnegyedét hosszú távú szerződéses áramlások foglalják le, 26 százalékra csökkentve a rövid távú áramlások arányát a teljes kapacitás arányában.

Hasonló, de ennél erősebb hatást találunk a cseh–szlovák és a szlovák–magyar határon átlépő csővezetékek esetén: a referenciaesetben 32 százalékban kihasznált vezetéken csak rövid távú (spot) áramlások történnek, míg az Északi Áramlat megépülése mellett a vezetékek kihasználtsága közel 100 százalékos lesz, amely teljes egészében hosszú távú szerződéshez köthető áramlást takar (lásd 3. és 4. ábra).

Mint ahogy az ábrákon látható, az Északi Áramlat bővítése és a hozzá kötődő szerződésmódosítások nélkül a kiválasztott nyugat–keleti irányú vezetékek kihasználtsága jóval alacsonyabb, mint a bővítéssel együtt. Ennek oka, hogy az Ukrajnán keresztül szállított szlovák, magyar, szerb, bosnyák szerződések ezekre a határookra terelődnek át. A Magyarország számára meghatározó osztrák–magyar határon a 40 százalékos rövid távú (spot) áramlások aránya felére szűkül. A 2015 évi modellezésből látható (3. ábra), hogy a módosított útvonal nagyban rontja a régió hozzáférését a likvid gázpiacokhoz és hátráltatja az integrációt.

Elemzésünket elvégeztük a 2020 évi referencia-forgatókönyvek alapján is (4. ábra), melyből azonos következtetéseket vonhatunk le – a hosszú távú szerződések átte-

<sup>15</sup> A szerződés nem orosz, hanem norvég gázt szállít Ausztriába. A 2020-as referenciára ez a szerződés lejár.



Megjegyzés: Ref 2020: Referencia-forgatókönyv 2020; NS2: Északi Áramlat bővítése mellett.

#### 4. ÁBRA • Hosszú távú szerződéses áramlások és rövid távú (spot) gázáramlások az Északi Áramlat bővítése esetén és anélkül, 2020

relése a kibővített Északi Áramlatra nagyban rontja a régió hozzáférését a nyugati piacokhoz. A kihasználtságbeli eltérések oka a 2020-as referencia-forgatókönyv szerint a megváltozott piaci környezet (kereslet, európai kitermelés változása, a cseppfolyósított gáz kínálata).

A modellezett növekvő gázpiaci árak nem tükrözik azt a hatást, hogy az orosz szerződések árazása függne a vásárló ország – import- és szállítói struktúra diverzifikáltságából adódó – tárgyalási pozíciójától. Ezt a hatást a jelen modellezési keretek közt nem tudjuk vizsgálni, mivel a modell egyéves ciklust vizsgál. Mindazonáltal feltételezhető, hogy a csökkenő rövid távú kereskedelem miatt középtávon a Gazprom árazási stratégiája is változhat, mivel a rövid távú (spot) gáz nem juttatható el a célországba, mert a kapacitásokat már az orosz hosszú távú szerződéses mennyiségek számára lefoglalták.

#### Az Északi Áramlat–2 megépítésének hatása a társadalmi jólétre

A következőkben az Északi Áramlat kibővítésének a hatását a társadalmi jólét szempontjából vizsgáljuk. A jólétváltozás magában foglalja a fogyasztói többlet, valamint a termelői többlet változását, az infrastruktúraüzemeltetők (rendszerirányítók, tároló üzemeltetők, LNG-terminálok üzemeltetői) és a kereskedők (tárolói arbitrázs és hosszú távú szerződések tulajdonosának jólétváltozása) profitváltozását.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> A hosszú távú szerződés tulajdonosán nem a Gazpromot, hanem a Gazprom európai szerződéses partnerét értjük, ez Magyarországon ma az MVM tulajdonában lévő Magyar Földgázkereskedő Zrt. A Gazprom profitját a modellezés keretein belül nem vizsgáljuk.

A 2015-ös referencia-forgatókönyv alapján modellezett fogyasztói többletet tekintve az új infrastruktúra hatása pozitív, de egyenlőtlenül oszlik meg: Kelet-Európában a fogyasztói többlet csökken, Nyugat-Európában pedig nő. A nyugati piacok nagyobb keresletük miatt kiegyenlítik a fogyasztói többlet keleti piacokon végbemenő csökkenését. Jelentős veszteség keletkezik azonban az infrastruktúra-üzemeltetők oldalán: a hosszú távú szerződéses áramlások kiesése a kelet-európai rendszerüzemeltetők (TSO) számára jelentős bevételkiesést okoz. Ez leginkább az ukrán és a szlovák rendszerüzemeltetők bevételein érzékelhető, mivel náluk csökken leginkább a tranzit nagysága. Összességében a projekt hatása európai összjóléti szempontból negatív lesz, de a beruházás a nyugat-európai fogyasztók és a nyugat-európai infrastruktúraüzemeltetők szempontjából előnyösnek bizonyul (1. táblázat).

A 2020-as referencia-forgatókönyv alapján végzett modellezés ennél árnyaltabb képet nyújt a beruházás jóléti hatásairól (2. táblázat). A fogyasztók szempontjából

1. TÁBLÁZAT • Jólétváltozás piaci szereplők szerint  
egyes nyugat- és kelet-európai országokban 2015-ös referenciához képest (millió euró)

	Nettó fogyasztói többlet változása	Termelői többlet változása	Kereskedői profit változása	Infrastruktúra- üzemeltetők profitjának változása	Teljes jólétváltozás
Európa összesen	155	-112	-479	-1117	-1554
Nyugat-Európa	402	-142	-302	415	371
– Németország	133	-16	-78	230	269
Kelet-Európa	-247	30	-177	-1532	-1925
– Bulgária	0	0	-167	0	-167
– Görögország	7	0	-130	0	-123
– Magyarország	-104	16	41	-16	-63
– Szlovákia	-77	0	53	-294	-318
– Ukrajna	-2	1	1	-1130	-1130

2. TÁBLÁZAT • Jólétváltozás piaci szereplők szerint  
egyes nyugat- és kelet-európai országokban 2020-as referenciához képest (millió euró)

	Nettó fogyasztói többlet változása	Termelői többlet változása	Kereskedői profit változása	Infrastruktúra- üzemeltetők profitjának változása	Teljes jólétváltozás
Európa összesen	-1551	442	-279	-761	-2148
Nyugat-Európa	-239	-6	-312	381	-176
– Németország	25	1	-18	217	225
Kelet-Európa	-1312	449	33	-1142	-1972
– Bulgária	-48	-53	-245	-65	-411
– Görögország	3	0	-128	0	-125
– Magyarország	-240	32	156	-9	-61
– Szlovákia	-91	0	68	-125	-148
– Ukrajna	-588	339	133	-877	-993

Nyugat-Európában sem pozitív a beruházás, mivel a 2020. évi referenciaesetben a cseppfolyósított gáz jóval nagyobb kínálatát feltételeztünk. Az új LNG-forrás megjelenése önmagában nagymértékben növeli a jólétet a nyugat-európai országokban, és ezen peremfeltételek mellett az Északi Áramlat bővítése már jóval kisebb árhatást vált ki, és kevésbé növeli a fogyasztói többletet. A 2015. évi eredményekhez hasonlóan az infrastruktúraüzemeltetők profitja az áttérelő áramlások miatt a nyugati rendszerüzemeltetők esetén növekszik, míg Kelet-Európában csökken. Összességében a projekt európai szinten jólétsökkenéssel jár, de már nem áll fenn az a megállapítás, hogy a nyugat-európai piaci szereplők jólétváltozása pozitív irányú.

### Közös érdekű projektek megtérülésének az értékelése

Az Északi Áramlat bővítésének hatását erősen érzékelteti az európai földgázszállító infrastruktúra beruházási igényének változása. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy a bővítés hiányában és annak megépítése mellett milyen jóléti változásokat okozna a jelenlegi közös érdekű projektek (PCI) listáján szereplő, kelet-közép-európai régió számára releváns infrastruktúra kiépítése. E modellezéshez a korábban ismertetett 2020. évi referencia-forgatókönyvet vettük alapul, mivel a beruházások többsége 2020 körül valósul meg.

3. TÁBLÁZAT • A vizsgált közös érdekű (PCI) beruházások paraméterei

Közös érdekű projekt	Forrás-ország	Cél-ország	Kapacitás (milliárd m <sup>3</sup> /év)	Kapacitás (GWh/nap)	Beruházási költség (millió euró)	Tervezett hossz (km)	Átmérő (mm)	PCI	Az átadás tervezett éve
Lengyel–szlovák	PL	SK	5,7	152,4	586*	371	1000	TRA-N-190	2019
	SK	PL	4,7	126,0				TRA-N-275 TRA-N-245	
Görög–bolgár vezeték (IGB)	GR	BG	5,0	134,0	220	185	800	TRA-N-378	2018
	BG	GR	5,0	134,0					
Transz-adriai gázvezeték (TAP)	GR	AL	13,0	348,0	1500	871	1200	TRA-F-051	2020
Román–magyar	RO	HU	4,2	113,7	550	n. a.	n. a.	TRA-N-126	2023
Bolgár–román	BG	RO	0,5	562,0	550*	185	800	TRA-N-431 TRA-N-379	2023 2018
Bolgár–szerb (IBS)	BG	RS	3,0	80,0	220*	185	813	TRA-N-137	2018
Szlovén–magyar	SI	HU	1,3	34,8	145	174	500	TRA-N-112 TRA-N-325	2020
Horvát–magyar	HR	HU	2,8	76,0	370	308	1000	TRA-N-075	2019
Horváth LNG		HR	4,0	108,0	300	—	—	LNG-N-082	2019

\* Becsült érték, az ACER [2015] jelentése alapján.

AL: Albánia, BG: Bulgária, GR: Görögország, HR: Horvátország, HU: Magyarország, PL: Lengyelország, RO: Románia, RS: Szerbia, SI: Szlovénia, SK: Szlovákia.

Forrás: European Commission.



A 2020-ra érvényes, Északi Áramlat bővítése nélküli és Északi Áramlat bővítése melletti alapesetek mellett vizsgáltuk meg, hogy mekkora jóléti hatással járna a tervezett közös érdekű projektek megvalósulása. Mivel az Északi Áramlat a kelet-közép-európai országokban növeli meg jelentősen az árakat, és csökkenti a fogyasztók jólétét, ezért az e régiót érintő közös érdekű projektek infrastruktúraelemeiket vizsgáltuk. A projektek technikai paramétereit (beruházási költség, kapacitás stb.) a Bizottság PCI publikációi alapján állítottuk össze (EU [2016]).

A projekteket nemcsak egyesével értékeltük, hanem vizsgáltuk egymással kiegészítő viszonyban lévő projekteket tartalmazó projektcsomagok hatását is. Az új infrastruktúra okozta jólétváltozást tekintettük a beruházás hasznainak, költségként pedig az egyszeri beruházási költséget (*capex*) vettük figyelembe, amely feltételezésünk szerint a beruházás megvalósulása előtti évben jelenik meg költségként. Az infrastruktúra üzemeltetési költségeit (*opex*) a jelenlegi üzleti modellek alapján a hozzáférési tarifák fedezik. Mivel a modell figyelembe veszi a tényleges szállítási tarifákat, ezek hatása a jóléti mutatókban jelenik meg (rendszer-üzemeltetői TSO-bevétel), ezért a beruházás értékelésekor külön költségelemként nem kell figyelembe vennünk. A jólétváltozás – a korábbiakhoz hasonlóan – magában foglalja a fogyasztói többlet változását, a termelői többlet változását, az infrastruktúraüzemeltetők és a kereskedők profitváltozását. A jólétváltozást a 2020-as referencia-forgatókönyv szerinti modellezés eredményei alapján a beruházás teljes élettartamára konstansnak tekintettük. Minden infrastruktúra-beruházás esetén 25 év élettartamot tételeztünk fel, a nettó jelenértéket 4 százalékos reáldiszkontarával számítottuk ki.<sup>17</sup>

A modellezés eredményei szerint a vizsgált régió országai<sup>18</sup> szempontjából a közös érdekű projektek (PCI) jóval nagyobb jóléti hatásokat indukálnak abban az esetben, ha az Északi Áramlaton keresztül érkezik a régióba az orosz gáz. Azaz ebben a környezetben olyan beruházások is megtérülnek, amelyek az Északi Áramlat nélkül társadalmi nettó jelenérték szempontjából nem fedezték volna a beruházás költségeit, mert nem lett volna rajtuk érdemi áramlás, más szóval nélkülük is kiegyenlíthetett volna a piaci ár az országok között (a határkeresztező tarifa mértékéig).

A 4. táblázatban feltüntettük a legfontosabb beruházások és beruházáscsomagok nettó jelenértékét és haszon/költség arányát is. A haszon/költség arány a nettó jelenérték mellett azért fontos mutató, mert a kismértékben pozitív vagy negatív nettó jelenértékű beruházásoknál érzékelteti, hogy a projektbe fektetett tőke mennyiben térül meg. Az egyhez közeli, alacsony pozitív nettó jelenértékű haszon/költség arány esetén a beruházások jóléti szempontból nem tekinthetők szükségeseknek (például a horvát–magyar vezeték a jelenlegi magas tarifával).

<sup>17</sup> Összhangban az ENTSO-G módszertanával lásd: *ENTSOG* [2015].

<sup>18</sup> Ausztria, Bosznia és Hercegovina, Bulgária, Csehország, Németország, Horvátország, Magyarország, Moldova, Románia, Szerbia, Szlovénia, Szlovákia, Ukrajna

**4. TÁBLÁZAT • A közös érdekű projektek (PCI) infrastruktúraberuházásainak nettó jelenértéke és haszon/költség aránya az Északi Áramlat megépülése mellett és anélkül (millió euró)**

	Nettó jelenérték (millió euró)		Haszon/költség arány	
	Északi Áramlat bővítés nélkül	Északi Áramlat bővítéssel	Északi Áramlat bővítés nélkül	Északi Áramlat bővítéssel
Lengyel–szlovák	–521	–456	0,00	0,13
Lengyel–szlovák alacsony lengyel LNG tarifával <sup>a</sup>	–702	–514	–0,35	0,01
Görög–bolgár vezeték (IGB)	261	1145	2,28	6,63
IGB + bolgár–román	–262	495	0,58	1,80
IGB + bolgár–román + román–magyar	–680	77,3	0,35	1,07
IGB+ bolgár–szerb (IBS)	–46	1296	0,89	4,19
IGB (Transz-adriai gázvezeték feltételezése mellett)	236	1677	2,16	9,25
Horvát LNG	373	857	2,40	4,21
Horvát LNG + horvát–magyar magas tarifával	44,4	528	1,07	1,89
Horvát LNG+ horvát–magyar alacsony tarifával <sup>b</sup>	64,7	1267	1,11	3,13
Horvát LNG alacsony tarifával + horvát–magyar alacsony tarifával <sup>b</sup>	717	1625	2,20	3,73

<sup>a</sup> Lengyel LNG újragázosítási tarifája 1 euró/megawattóra.

<sup>b</sup> Horvát–magyar vezetékviteli tarifája 1 euró/megawattóra belépéskor és 1 euró/megawattóra kilépéskor.

<sup>c</sup> Horvát LNG újragázosítási tarifája 1 euró/megawattóra; horvát–magyar vezeték átviteli tarifája; 1 euró/megawattóra belépéskor és 1 euró/megawattóra kilépéskor.

Ha nem épülne meg az Északi Áramlat, és Ukrajnán keresztül továbbra is a hagyományos útvonalon történne az orosz tranzit, akkor a régió tulajdonképpen a görög–bolgár vezeték (IGB) megépülésével (a Transz-adriai gázvezeték megépülése mellett vagy anélkül)<sup>19</sup> és a horvát LNG-terminál megépülésével (különösen, ha a magyar irányban jelenleg alkalmazott piacvédő tarifát átlagos mértékűre csökkentik) a piaci integráció gerinchálózata gyakorlatilag kiépítettnek lenne tekinthető.

Ha azonban az orosz hosszú távú szerződéses gáz lefoglalja az eredetileg ellátásbiztonsági és piacintegrációs céllal a versenyző spot áramlásoknak épített kapacitásokat, akkor a mesterségesen előállított nyugat–keleti szűkületek feloldása további kapacitások építését teszi indokolttá. A magasabb árszint miatt a görög–bolgár vezetékhez kapcsolódó további infrastruktúrafejlesztések (bolgár–román, román–magyar, bolgár–szerb) is megtérülő beruházássá válnak. Az Északi Áramlat–2 megépülése így közel 1 milliárd euró többletberuházási igényt indukál a régióban. Fontosnak tartjuk kiemelni, hogy bár e beruházások növelik az európai gázpiaci integrációt, továbbá megtérülnek a beruházók szemszögéből, lényegében Északi Áramlat–2 megépülése előtti állapotot állítják helyre, s az Északi Áramlat–2 nélkül nem szükségesek.

<sup>19</sup> A Transz-adriai gázvezetékét csak ebben az egy forgatókönyvben vesszük figyelembe.

## KÖVETKEZTETÉSEK ÉS SZAKPOLITIKAI AJÁNLÁSOK

Összességében megállapítható, hogy az Északi Áramlat kibővítése a kialakuló szűk keresztmetszeteknek köszönhetően növeli a jelenleg is fennálló árkülönbséget Európa keleti és nyugati régiói között. Az orosz hosszú távú szerződések módosított útvonala tehát nagyban rontja a kelet-közép-európai régió hozzáférését az olcsóbb nyugat-európai gázpiacokhoz, ezáltal hátráltatva az integrációt. A keleti gázellátási útvonal megszűnésével fennáll a veszélye, hogy a dél-kelet-európai régió magasabb árai állandósulnak.

Az Északi Áramlat kibővítése összességében negatív jóléti hatású Európa számára. A legjelentősebb veszteséget a kelet-közép-európai fogyasztók és rendszerüzemeltetők szenvedik el. Bár a 2015-ös piaci viszonyok mellett a nyugat-európai fogyasztók jólétének növekedése képes ellensúlyozni a kelet-közép-európai fogyasztók veszteségét, a 2020-as forgatókönyv szerint a cseppfolyósított gáz kínálatának növekedése miatt megváltozó piaci környezetben az Északi Áramlat bővítése összességében negatívan hat az európai fogyasztók jólétére.

Az eredményeink megmutatják, hogy amennyiben a módosított útvonalaknak köszönhetően az orosz hosszú távú szerződéses gáz lefoglalja az eredetileg ellátásbiztonsági és piacintegrációs céllal épített kapacitásokat, akkor a mesterségesen előállított nyugat-keleti szűkületek feloldása további kapacitások megépítését teszi indokolttá. Ennek köszönhetően a görög–bolgár vezetéken és a horvát cseppfolyósított gázt Magyarországra szállító útvonalon túl megtérülővé válik a bolgár–román–magyar és a bolgár–szerb szállítási útvonal kiépítése is. Összességében az Északi Áramlat–2 megépülése közel egymilliárd euró többletberuházást igényel a régióban. E beruházások az Északi Áramlat–2 megépülése előtti állapotot állítják helyre, nélküle nem szükségesek.

Az Európai Bizottságnak, az Energiaszabályozók Együttműködési Ügynökségének (ACER) és a nemzeti szabályozó hatóságoknak – a jelenlegi európai szabályozási előírások következes végrehajtásának kikényszerítésén túl – nincs a kezében olyan eszköz, amivel ezt a beruházást megakadályozhatná. A meglévő szabályozási eszközök közül különösen a rövid távú kereskedés céljára fenntartott kapacitások aukciós értékesítése biztosíthatja, hogy a verseny legalább a már elért szinten fennmaradjon annak ellenére, hogy kibővítik az Északi Áramlatot.

A lengyel versenyhatóság (UOKiK) saját piecelemzésére hivatkozva 2016 augusztusában úgy találta, hogy a vezeték megépítése veszélyeztetné a lengyel gázpiaci versenyt és tovább növelné a Gazprom tárgyalási pozícióját a fogyasztókkal szemben a lengyel gázpiacon (UOKiK [2016]). Ezért nem jöhetett létre az a tervezett konzorcium, ami a Gazpromot és az öt európai partnerét foglalná magában, és megépítené az Északi Áramlat–2-t. A hírre ugyanis a beruházást támogató nyugat-európai vállalatok, amelyek a lengyel piacon is érdekeltek, visszaléptek a konzorciumból. Elképzelhető, hogy a Gazprom más projektfinanszírozási formákkal vagy egyéb konzorciumi

struktúrában képes megvalósítani a projektet. Szintén lehetséges ugyanakkor, hogy a különböző érintett hatóságok akár éveken át hátráltatják a projekt megvalósulását, egészen annak meghíúsulásáig (mint ahogy az a Déli Áramlat esetében történt).

Hosszú távon azonban nem az egyedi határozatok, hanem az új ellátási források (elsősorban a cseppfolyósított gáz) régióba juttatása, valamint a harmonizált szabályozás megteremtése lehet a kulcs a piaci versenyhez.

## IRODALOM

- ABRELL, J.–CHAVAZ, L.–WEIGT, H. [2016]: Pathways for the European Natural Gas Market. 13th International Conference on the European Energy Market. Porto, Portugália, június 6–9.
- ACER [2015]: Report On Unit Investment Cost Indicators And Corresponding Reference Values For Electricity And Gas Infrastructure: Gas Infrastructure (Version: 1.1 August) [http://www.acer.europa.eu/official\\_documents/acts\\_of\\_the\\_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf](http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf).
- CHYONG, C. K.–NOËL, P.–REINER, D. M. [2010]: The Economics of the Nord Stream Pipeline System, EPRG Working Paper, 1026. és Cambridge Working Paper in Economics, 1051. <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/cwpe1051.pdf>.
- DIECKHÖNER, C.–LOCHNER, S.–LINDENBERGER, D. [2013]: European Natural Gas Infrastructure. The Impact of Market Developments on Gas Flows and Physical Market Integration. *Applied Energy*, Vol. 102. 994–1003. o.
- ENTSOG [2015]: Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology. [http://www.entso.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2015/INV0175-150213\\_Adapted\\_ESW-CBA\\_Methodology.pdf](http://www.entso.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2015/INV0175-150213_Adapted_ESW-CBA_Methodology.pdf).
- EU [2013a]: Az Európai Parlament és a Tanács 347/2013/EU rendelete a transzeurópai energiaipari infrastruktúrára vonatkozó iránymutatásokról... Hivatalos Lap, Brüsszel, április 17. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0347>.
- EU [2013b]: Az Európai Parlament és a Tanács 1316/2013/EU rendelete az Európai Hálózati finanszírozási Eszköz létrehozásáról, a 913/2010/EU rendelet módosításáról és a 680/2007/EK és 67/2010/EK rendelet hatályon kívül helyezéséről. Brüsszel, 2013. december 11. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1316&from=hu>.
- EU [2016]: Technical information on Projects of Common Interest. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical\\_docu.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_docu.pdf).
- GOLDTHAU, A. [2016]: Assessing Nord Stream 2: Regulation, geopolitics and energy security in the EU, Central Eastern Europe and the UK. EUCERS Strategy Paper, No. 10. <http://www.kcl.ac.uk/sspp/departments/warstudies/research/groups/eucers/pubs/strategy-paper-10.pdf>.
- GOLDTHAU, A.–SITTER, N. [2015]: Soft power with a hard edge: EU policy tools and energy security. *Review of International Political Economy* Vol. 22. No. 5. 941–965. o.
- HAFNER, M.–TAGLIAPIETRA, S. [2015]: Turkish Stream: What Strategy for Europe? FEEM Working Paper, No. 050.2015. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2611572>.

- HOLZ, F.–HIRSCHAUSEN, C. V.–KEMFERT, C. [2009]: Perspectives of the European Natural Gas Market until 2025. *The Energy Journal*, Vol. 30. 137–150. o.
- IEA [2015]: *World Energy Outlook*. OECD, Paris.
- LOCHNER, S.–BOTHE, D. [2007]: From Russia with Gas – An Analysis of the Nord Stream Pipeline's Impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-model. EWI Working Paper, 07/2. [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Working\\_Paper/EWI\\_WP\\_07-02\\_Nord-Stream-Impact.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_07-02_Nord-Stream-Impact.pdf).
- NAFTOGAZ [2016]: Digest of Milestones in Oil & Gas Sector of Ukraine. Február 1–15.
- PIRANI, S.–YAFIMAVA, K. [2016]: Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints, OIES Paper, 105. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>.
- REKK [2014]: Measures To Increase The Flexibility And Resilience Of The European Natural Gas Market. REKK Energiapiaci Tanácsadó Kft. Budapest, [http://rekk.hu/downloads/projects/2014\\_iea\\_rekk\\_gas\\_sos.pdf](http://rekk.hu/downloads/projects/2014_iea_rekk_gas_sos.pdf).
- SELEI ADRIENN–TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA [2015]: Az ukrán válság rövid távú hatásai Kelet-Közép-Európa és Magyarország gázellátás-biztonságára. Megjelent: *Valentiny Pál–Kiss Ferenc László–Nagy Csongor István* (szerk.): *Verseny és szabályozás*, 2014. MTA KRTK KTI, Budapest, 235–268. o. <http://econ.core.hu/file/download/vesz2014/gazellatas.pdf>.
- SMEERS, Y. [2008]: Gas models and three difficult objectives. CORE Discussion Papers. 9. [https://www.uclouvain.be/cps/ucl/doc/core/documents/coreDP2008\\_9.pdf](https://www.uclouvain.be/cps/ucl/doc/core/documents/coreDP2008_9.pdf)
- STERN, J.–PIRANI, S.–YAFIMAVA, K. [2015]: Does the cancellation of south stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy? Oxford Institute for Energy Studies, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/01/Does-cancellation-of-South-Stream-signal-a-fundamental-reorientation-of-Russian-gas-export-policy-GPC-5.pdf>
- UOKiK [2016] Press release Nord Stream 2. Application withdrawn [https://www.uokik.gov.pl/news.php?news\\_id=12511](https://www.uokik.gov.pl/news.php?news_id=12511).

## FÜGGELÉK

**F1. TÁBLÁZAT • A jelenleg Ukrajnán keresztül szállított orosz hosszú távú szerződések becsült mennyisége és szállítási útvonala – és a változó útvonal az Északi Áramlat 2 megépülése esetén**

	Éves szerződött mennyiség (terawattóra/év)	Lejárat	Átadási pont	Útvonal	Útvonal Északi Áramlat–2 mellett
RU–AT	68,4	2030 után	Baumgarten	RU–UA–SK–AT	RU–DE–AT RU–DE–CZ–AT
RU–BA	1,3	évente hosszabbítják	Zvornik	RU–UA–HU–RS–BA	RU–DE–CZ–SK–HU–RS–BA
RU–BG	28,0	2022–2024	Negru Voda	RU–UA–RO–BG	RU–UA–RO–BG
RU–GR	19,5	n. a.	Sidirokastro	RU–UA–RO–BG–GR	RU–UA–RO–BG–GR
RU–HU	73,6	2019–2021	Beregovo	RU–UA–HU RU–UA–SK–AT–HU	RU–DE–CZ–AT–HU RU–DE–CZ–SK–HU
RU–IT	218,0	több szerződés van különböző lejáratokkal	Baumgarten	RU–UA–SK–AT–IT	RU–DE–CH–IT RU–DE–CZ–SK–AT–IT
RU–MK	1,4	évente hosszabbítják	Zidilovo	RU–UA–RO–BG–MK	RU–UA–RO–BG–MK
RU–MD	0,7	évente hosszabbítják	Oleksiivka, Grebenyky	RU–UA–MD	RU–UA–MD
RU–RO	5,3	2030	Isaccea	RU–UA–RO	RU–UA–RO
RU–RS	15,0	2018	Kiskundorozsma	RU–UA–HU–RS	RU–DE–CZ–SK–HU–RS
RU–SK	63,5	2028	Velke Kapusany	RU–UA–SK	RU–DE–CZ–SK
RU–UA	66,7	2019	Sudzha, Pysarivka, Valuiiky	RU–UA	RU–UA

AT: Ausztria, BA: Bosznia-Hercegovina, BG: Bulgária, CH: Svájc, CZ: Csehország, DE: Németország, GR: Görögország, HU: Magyarország, IT: Olaszország, MD: Moldova, MK: Macedónia, RO: Románia, RS: Szerbia, RU: Oroszország, SK: Szlovákia, UA: Ukrajna.  
 Forrás: Pirani, S.–Yafimava, K. [2016] és REKK-gyűjtés.